

2. Кудинов А. А. Тепловые электрические станции. Схемы и оборудование: учеб. пособие для вузов. М. : ИНФРА-М, 2013. 325 с.

3. Патент № 2241907 (RU). МПК⁷ F 23 L 15/04. Вращающийся регенеративный подогреватель воздуха / Кудинов А. А., Абрамова А. Ю. // Б.И. № 34, 2004.

4. Кудинов А. А., Губарев А. Ю. Повышение эффективности вращающихся энергетических котлов // Промышленная энергетика. 2013. № 4. С. 21-26.

5. Кудинов А. А., Губарев А. Ю., Зиганшина С. К. Двухпоточный двухходовой вращающийся регенеративный воздухоподогреватель // Электрические станции. 2013. № 10. С. 50-55.

6. Патент № 2269062 (RU). МПК⁷ F 23 L 15/02. Вращающийся двухпоточный регенеративный воздухоподогреватель / Кудинов А. А., Зиганшина С. К., Абрамова А. Ю. // Б.И. № 3, 2006.

7. Боткачик И. А. Регенеративные воздухоподогреватели парогенераторов. М. : Машиностроение. 1978. 174 с.

УДК 620.9

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ КАК ОДИН ИЗ КРИТЕРИЕВ ОЦЕНКИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

ENERGY CONSERVATION AS ONE OF CRITERIA FOR ESTIMATION ELECTRICAL POWER SOLUTIONS

Чернова А. Д.

Оренбургский государственный университет, Оренбург, fiara@inbox.ru

Chernova A. D.

Orenburg State University, Orenburg

Аннотация: В работе рассматриваются укрупненные технические потери в элементах распределительных устройств подстанций и линий электропередач. Разработаны формулы для расчета значений годовых потерь электроэнергии, полученные выражения предлагается использовать как один из частных критериев оценки проектных решений.

Abstract: The paper deals with enlarged technical losses in electricity distribution devices of substations and power lines. Authors developed formula to calculate the annual values of power losses, the resulting expressions can be used as one of the criteria for estimation electrical power solutions.

Ключевые слова: *энергосбережение; потери электроэнергии; критерии оценки.*

Key words: *energy conservation; technical losses in electrical power system; decision criteria.*

Согласно энергетической стратегии России на период до 2035 года одной из приоритетных задач является снижение потерь в оборудовании и сетях. В связи с этим уже на этапе проектирования необходимо учитывать величину технических годовых потерь электроэнергии при оценке альтернативных решений по строительству и модернизации линий электропередач (ЛЭП) и подстанций (ПС).

Автором рассматриваются потери, возникающие при передаче энергии в линиях электропередач и городских подстанциях 35-110 кВ. На основании подхода [1] рассматриваются технические потери в ЛЭП и ПС, включающие в себя нагрузочные потери и потери, не зависящие от нагрузки:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{пост.подст}} + \Delta W_{\text{пост.ЛЭП}} + \Delta W_{\text{хх.тр}} + \Delta W_{\text{нагр.ЛЭП}} + \Delta W_{\text{н.тр}}, \text{ МВт}\cdot\text{ч} \quad (1)$$

Рассмотрим составляющие формулы. На основании [2] предлагается определять укрупненные постоянные потери на подстанциях, включающие в себя потери: в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (СППС); в вентильных разрядниках (РВ) и ограничителях перенапряжений (ОПН); измерительных трансформаторах тока (ТТ) и напряжения (ТН); устройствах присоединения высокочастотной связи (УПВЧ). Формула для расчета постоянных потерь электроэнергии на подстанции имеет вид:

$$\Delta W_{\text{пост.подст}} = \sum \Delta P_{\text{пост.подст } i} \cdot T_{\text{раб}}, \text{ МВт}\cdot\text{ч} \quad (2)$$

где $T_{\text{раб}}$ – число часов работы оборудования в год.

При этом необходимо учитывать не только класс напряжения ПС, но и принципиальную схему распределительного устройства, так как от этого зависит количество элементов [3]. Полученные автором укрупненные значения потерь в элементах ПС приведены в табл. 1.

Также автором предлагается определять укрупненные постоянные потери в ЛЭП, которые включаются в себя: потери на корону для ВЛ 110 кВ; потери от токов утечки по изоляторам; потери от плавки гололеда на проводах ВЛ. Постоянные потери в линиях определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{пост.Л}} = \Delta P_{\text{пост.ЛЭП}} \cdot l_{\text{ЛЭП}} \cdot T_{\text{раб}}, \text{ МВт}\cdot\text{ч} \quad (3)$$

где $l_{\text{ЛЭП}}$ – длина ВЛ, км.

Таблица 1

Укрупненные постоянные потери на подстанциях 35-110 кВ

Потери в элементах, МВт·ч/год	Класс напряжения									
	35 кВ					110 кВ				
	Наименование схемы									
	1	3н	4н	5н	5ан	1	3н	4н	5н	5ан
СППС	3					6				
РВ	0,091		0,182			0,6		1,2		
ОПН	0,013		0,026			0,22		0,44		
ТТ	-	0,4	0,8	2		-	1,1	2,2	5,5	
ТН	-	3,6	7,2			-	11	22		
УПВЧ	0,02		0,04			0,22		0,44		
Итого	3,124	7,124	11,248	12,448		7,04	19,14	32,28	35,58	

Итоговые значения потерь, учитывающие тип опор, число цепей и сечение провода, приведены в табл. 2.

Также к постоянным потерям относятся потери электроэнергии холостого хода в силовом трансформаторе, определяющиеся на основе паспортных данных оборудования по формуле:

$$\Delta W_{\text{хх тр.}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot n_{\text{тр}} \cdot T_{\text{раб}}, \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad , \quad (4)$$

где $\Delta P_{\text{хх}}$ – потери холостого хода в трансформаторе, кВт;

$n_{\text{тр}}$ – число трансформаторов, установленных на подстанции.

Таблица 2

Укрупненные постоянные потери в линиях ВЛ 35-110 кВ

Сечение	Суммарные потери в ВЛ 35 кВ, МВт/км	Суммарные потери в ВЛ 110 кВ, МВт/км			
		Стальные опоры		Железобетонные опоры	
		1 цепная	2 цепная	1 цепная	2 цепная
50	0,774	2,51	2,08	3,31	2,35
70	0,774	2,14	1,83	2,70	2,02
95	0,774	1,89	1,66	2,31	1,80
120	0,784	1,75	1,57	2,08	1,68
150	0,794	1,65	1,51	1,92	1,60
185	0,791	1,57	1,45	1,78	1,52
240	0,797	1,49	1,40	1,66	1,46

Так как на этапе проектирования известна только максимальная мощность, но неизвестен график нагрузки городских потребителей, то оценить число часов использования максимума нагрузки $T_{\text{нб}}$ можно учитывая категорию города (крупнейший, крупный, большой, средний, малый) и наличие стационарных

электроплит, электроотопления и электроводонагрева по [4]. Тогда время наибольших потерь определяется как:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10^3}\right)^2 \cdot 8760, \text{ ч} \quad (5)$$

Нагрузочные потери электроэнергии в линиях определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{нагр.л}} = 3I^2 r_0 \cdot l \tau_{\text{м}}, \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (6)$$

где r_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии, км;

I – токовая нагрузка, А;

Нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{нагр.т}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n_{\text{тр}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{нт}}}\right)^2 \cdot \tau_{\text{м}}, \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (7)$$

где $\Delta P_{\text{кз}}$ – потери короткого замыкания при номинальной нагрузке трансформатора, МВт;

$S_{\text{нт}}$ – номинальная мощность трехфазного трансформатора, МВА;

$S_{\text{макс}}$ – максимальная мощность, проходящая через трансформатор, МВА.

Для расчета годовых потерь электроэнергии полученные выражения (2, 3, 4, 6, 7) подставляются в (1).

Разработанные формулы могут быть использованы для расчета критерия энергоэффективности как одного из частных критериев оценки альтернативных проектных решений при строительстве, реконструкции, модернизации и ремонте электроэнергетических объектов.

Список использованных источников

1. Железко Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. М. : ЭНАС, 2009. 456 с.

2. Инструкция по организации в Министерстве энергетики РФ работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям. Утв. Приказом Минэнерго РФ № 326 от 30.12.2008.

3. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. ОАО «ФСК ЕЭС».

4. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94. Утв. Приказом Минтопэнерго РФ 07.07.1994.